

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2820 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2820)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	кандидат технических наук		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	кандидат экономических наук		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на газовом месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Самарской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Технологии logging while drilling (каротаж во время бурения).	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович		18.03.2021

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Технология строительства скважин «рыбей хвост»	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта – 450 000 тыс руб.; В реализации проекта задействованы 30 человек: бурильщики, помощники бурильщика, электромонтёры, слесари, лаборант, мастер буровой, помощник мастера, инженеры по бурению.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Надбавка за вахтовый метод работы 16%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12 792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 % НДС 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	Расчет затрат времени по видам работ.
2. Линейный календарный график выполнения работ	Отражается состав и количество рабочих буровой бригады, а так же график работы.
3. Расчёт заработной платы	Расчёт оплаты труда исполнителей
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины, а так же технико-экономических показателей и Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Кандидат экономических наук, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович		18.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 2820 метров на газовом месторождении (Красноярский край).

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной скважины глубиной 2820 метров на газовом месторождении (Красноярский край). Буровая площадка.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда. - СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. - ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. - ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные. - ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта. - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

	<ul style="list-style-type: none"> - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - лесные пожары; - ГНВП; - возгорание ГСМ; - разрушение буровой установки. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нефтегазоводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Войтович Александр Иванович		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц без учета приложений, 7 рисунков, 43 таблицы, 38 литературных источника, 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2820 метров на газовом месторождении (Красноярский край).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2820 м на газовом месторождении (Красноярский край).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Введение	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.2.1 Выбор способа бурения	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	37
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	40
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	44
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	44
2.3.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	46
2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	47
2.4 Выбор буровой установки	51
3 Технология Logging While Drilling (LWD)	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	59
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	60
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	61
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	61
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	63
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	63
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	64
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	64
4.3 Расчет заработной платы	65
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	68
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	68
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей	69
5. Социальная ответственность	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71

5.2 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия	75
5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	75
5.2.2 Превышение уровней шума.....	76
5.2.3 Превышение уровней вибрации.....	76
5.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.....	77
5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	77
5.2.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	78
5.3 Анализ опасных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия.	79
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.	79
5.3.2 Электрический ток	79
5.3.3 Пожар и взрывоопасность	80
5.4 Экологическая безопасность	81
5.4.1 Влияние на атмосферу	82
5.4.2 Влияние на гидросферу.....	82
5.4.3 Влияние на литосферу.....	82
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
Заключение.....	85
Список использованных источников.....	88
Приложение А.....	92
Приложение Б	98
Приложение В.....	106
Приложение Г	109

Введение

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно песчаниками, алевролитами и аргиллитами с переслаивающимися глинами, алевролитами и прослойками углей. Породы мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные горизонты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Газовые пласты имеют высокое давление насыщения.

Как и в других месторождениях, существует проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины с глубиной 2820 м на газовом месторождении в Красноярском крае с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использование технологий Logging while drilling (каротаж во время бурения).

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: экономической, технологической, охраны окружающей среды и безопасности труда.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Эквивалент градиента давления						Температура
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		°C
			Кгс/см ² на м		Кгс/см ² на м		Кгс/см ² на м		
			от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	75	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,165	-1
K ₂ ^{tn}	75	505	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	-1
K ₂ ^{sp}	505	540	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0
K ₂ ^{ns}	540	905	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	5
K ₂ ^{dr}	905	1000	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	8
K ₁ ^{dl}	1000	1350	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	15
K ₁ ^{jak}	1350	1895	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	37
K ₁ ^{mch}	1895	2040	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	42
K ₁ ^{cd}	2040	2570	0,100	0,100	0,100	0,100	0,194	0,194	47
K ₁ ^{nch}	2570	2912	0,100	0,100	0,100	0,100	0,199	0,199	60

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K1 jak Як III-VII	1650	1680	Поровый	0,846	300	27,9	-
K1 nch Hx I	2630	2640	Поровый	0,702	100	139	-
K1 nch Hx III-IV	2760	2785	Поровый	0,720	500	128	-
Газоносность							
K1 dl	1005	1031	Поровый	0,59	150-250	-	-
K1 jak	1638	1650	Поровый	0,58	До 500	-	-
K1 nch	2720	2760	Поровый	0,57	До 500	-	-

2 Технологическая часть проекта

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

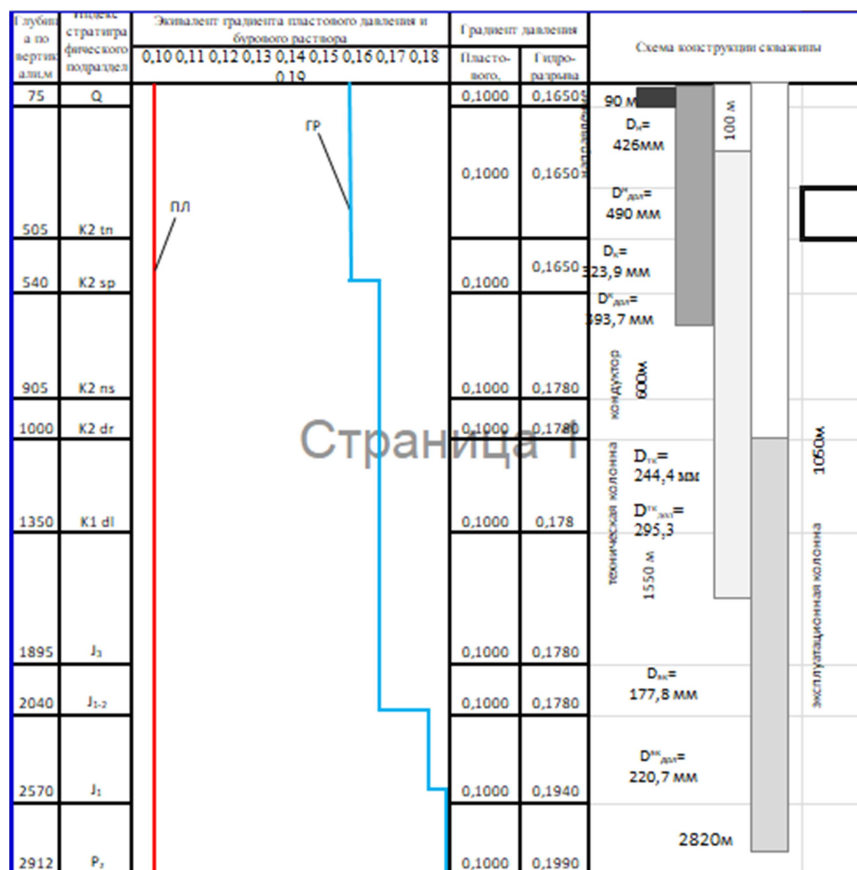


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов) на 10 м. Так как в скважине 75 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 90 м.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	K_1^{dl}	K_1^{jak}	K_1^{nch}
Глубина кровли продуктивного пласта, м (Лкр)	1005	1638	2720
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Гпл)	0,100	0,100	0,100
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Ггрп)	0,178	0,199	0,199
Относительная плотность газа по воздуху, (γ)	0,59	0,58	0,57
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Рпл)	100,5	163,8	272
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Ргр)	106,8	172,66	275,99
Основание натурального логарифма (es)	1,02	1,04	1,07
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Рпл / es)	98,13	157,57	254,45
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Лконд min)	600	970	1550
Требуемый запас	1,09	1,10	1,08
Принимаемая глубина, м	1550		

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Анализируя результаты расчета (Таблица 3), можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1550 м. Следовательно, делаем вывод, что

необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1550 м, так как до этого значения глубины имеется пласт, содержащий неустойчивые горные породы – пески. С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 1550 м и достаточно спустить на глубину 600 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений. (приложение А, таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины).

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 35 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2820 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 90 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 600 м.

Техническая колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны (кондуктора) на высоту не менее 500м выше башмака, так как есть газовые пласты, т.е. от 100 м до 1550 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовых скважин. Интервал цементирования будет составлять 1050 - 2820 м..

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх.

Эксплуатационная колонна.

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы, узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 194,5 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен (в сторону увеличения рассчитанного значения) 220,7 мм.

Техническая колонна

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле :

$$D_{\text{т.вн.}} = D_{\text{эк.д.}} + (10 \div 14) \quad (2)$$

где $D_{\text{эк.д.}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 220,7 мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри тех. колонны, берем равный 10 мм.

$$D_{\text{т.вн.}} = 230,7 \text{ мм.}$$

Для данного значения минимального диаметра проходного канала, существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под техническую колонну считаем по формуле (1).

Получаем, что диаметр долота под техническую колонну равен:

$$D_{\text{эк.д. расч}} \geq 264,5 \text{ мм.}$$

Соответственный размер, рекомендуемого диаметра долота типа PDC составляет (в сторону ближайшего увеличения) 295,3 мм.

Кондуктор

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле (2):

$$D_{\text{к. вн.}}=305,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 365,1 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 35 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле (1). Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 358,9 \text{ мм.}$$

Для бурение участка кондуктора подходит долото диаметра 393,7мм.

Направление

Внутренний диаметр направление рассчитывается по формуле (2).

$$D_{\text{н вн}}=407,4 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 426 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 451 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 426 мм равняется 35 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле (1).

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 461 \text{ мм.}$$

Для бурение участка направления подходит долото диаметра 490 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонны, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной

скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Таблица 4. Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	3,40	9,91	9,81
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	3,09	9,01	8,92
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	2,81	8,19	8,11
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	16,5	26,3	27,6
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	846	702	720
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1650	2630	2760
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0	0	0
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,03	0,09	0,09
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	338,13	1189,00	1147,58

Далее необходимо заполнить таблицу с данными для газовых скважин, так как имеется газовый пласт.

Таблица 5. Результаты расчета давления опрессовки колонн по газовому пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	11,46	18,01	28,21
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	10,42	16,37	25,65
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	9,48	14,88	23,32
Степень основания натурального логарифма	s	0,06	0,10	0,16
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,59	0,59	0,57
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1005	1638	2720
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	10,05	16,38	27,2
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки скважины будет выше при расчете на газ, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное: $P_{оп} = 28,21$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-177,8х323,9 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление и кондуктор выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения и Танамская свита сложены из мягких пород. Под техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-90	Направление	Роторный
90-600	Кондуктор	Роторный
600-1550	Техническая колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1550-2820	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2760-2785	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны выбираем долота - PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0-90	90-600	600-1550	1550-2820
Шифр долота		19 7/24” БТ41219SA-026 (490,0 мм)	15 1/2” БТ4819SA-025 (393,7 мм)	11 5/8” БТ5916SM A-008 (295,3 мм)	8 11/16” БТ6816SM A-081 (220,7 мм)
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		М	М	М+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-171	3-152	3-117
	API	7 5/8 reg	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0,42	0,42	0,4	0,3
Масса, кг		160	100	35	24
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	6-10	6-12	6-12	6-12
	Предельная	20	18	16	14
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-120	60-120
	Предельная	600	400	120	120

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-90	90-600	600-1550	1550-2820
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D_d)	49,00	39,37	29,53	22,07
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	20	18	16	14
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	16	14,4	12,8	11,2
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	6	8	8	9

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м	0-90	90-600	600-1550	1550-2820
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_d)	3,2	3	2,4	1,5
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953
	мм	490	393,7	295,3
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин (n_l)	125	146	155	130
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)	40-60	40-60	100-160	140-200
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)	60	60	140	160

В интервале бурения под направление, кондуктор, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки, т.к бурение ведется долотами PDC .

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расход бурового раствора

Интервал, м		0-90	90-600	600-1550	1550-2820
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)		0,49	0,3937	0,2953	0,2207
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)		0,50	0,45	0,40	0,30
Коэффициент кавернозности (K_k)		1,3	1,3	1,25	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)		0,15	0,15	0,12	0,10
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)		40	35	30	25
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)		0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)		0,0111	0,0120	0,0111	0,0090
Число насадок (n)		5	5	7	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)		0,5	0,5	0,75	1
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)		1,3	1,3	1,3	1,3
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)		0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)		1,166	1,122	1,071	1,071
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)		1,8	1,9	2,1	2,6
Результаты проектирования					
Расход, л/с	Q_1	94	55	27	11
	Q_2	93	62	36	23
	Q_3	88	55	42	26
	Q_4	37	56	63	33
Области допустимого расхода бурового р-ра, л/с		88-94	55-62	27-63	11-33
Запроектированные значения расхода бур. р-ра, л/с		45	45	55	32

где, Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД и вынос шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД и вынос шлама.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		600-1550	1550-2820
Исходные данные			
Диаметр долота (D_d)	м	0,2953	0,2207
	мм	295,3	220,7
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	88
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5
Результаты проектирования			
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		236	177
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		3046	2581

Продолжение таблицы 11

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_0)	148	110
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)	37	28

Для интервала бурения 600-1550 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5.50 IDT. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-172.9.23 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.5.50 IDT	600-1550	240	7,5	2150	49-82	120-198	17	132-278
Д-172.9.23 IDT	1550-2820	172	10	1500	25-35	108-150	7	50-80

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный

двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-90 Бурение КНБК №1	Долото	490	–	–	–	–	0,42	–	0,160	0,160	–	–	–
	УБТС	229,0	100,0	–	–	–	8	0,273	2,184	2,344	–	–	–
	УБТС	203,0	100,0	–	–	–	18	0,214	3,852	6,196	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	58	0,031	1,798	7,994	2,2	>10	8,22
Кондуктор													
90-600 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,42	–	0,100	0,100	–	–	–
	Калибратор	393,7	–	–	–	–	1,6	–	0,234	0,334	–	–	–
	УБТС	203,0	100,0	–	–	–	24	0,214	5,136	5,470	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	24	0,145	3,478	8,948	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	547	0,031	16,957	25,905	1,76	9,51	5,68
Техническая колонна													
1550-2820 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,055	0,055	–	–	–
	Калибратор	295,3	–	–	–	–	1,18	–	0,058	0,113	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	7,5	–	2,150	2,263	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	48	0,145	6,955	9,218	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1491	0,031	46,221	55,439	1,80	4,58	2,69
Эксплуатационная колонна													
1550-2820 Бурение КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	–	0,3	–	0,030	0,030	–	–	–
	Калибратор	220,7	–	–	–	–	1,6	–	0,026	0,056	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	10	–	1,500	1,556	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	66	0,145	9,570	11,126	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2740	0,031	84,940	96,066	2,33	2,62	1,67

Продолжение таблицы 13.

Отбор керна													
1751- 1760 Отбор керна КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	–	0,3	–	0,020	0,020	–	–	–
	КИ	195,0	–	–	–	–	25	–	2,100	2,120	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	24	0,145	3,480	5,600	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-92	2735	0,031	84,785	90,385	2,51	3,22	1,79

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (3)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	Под направление	Под кондуктор	Под техническую колонну	Под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	5 или 10	5 или 10	5
Принимаемая репрессия, %	15	15	12	5,5-8

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1166	1122	1071	1071

Интервал под направление:

При бурении интервала под направление 0-90м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения осыпей и обвалов горных пород и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 120-140 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение

вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	0,8
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	70
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,0
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	133
Борсиликатный реагент БСР	Понизитель вязкости	Снижение вязкости при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1166
Условная вязкость, с	120-140
Содержание песка, %	< 1

Интервал под кондуктор:

Для бурения интервала 90-600м, под кондуктор, рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород. Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,7
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,0
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	15
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,15
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Снижение поверхностного напряжения на границе фаз	1
Биолуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Борсиликатный реагент БСР	Понизитель вязкости	Снижение вязкости при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1122
Условная вязкость, с	70-120
Пластическая вязкость, сПз	15-35
ДНС, дПа	15-45
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/25-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	≤10
рН	8-9
Содержание песка, %	≤ 3

Интервал под техническую колонну:

Для бурения интервала 600-1550м под техническую колонну рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород. Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в табл. 20.

Таблица 20 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,7
Кальцинированная сода	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	10
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,1
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Снижение поверхностного напряжения на границе фаз	1
Биолуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице. 21.

Таблица 21 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1071
Условная вязкость, с	50-100
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	10-40
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/25-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	≤8,5
рН	7-9
Содержание песка, %	≤ 1

Интервал под эксплуатационную колонну:

Для бурения интервала 1550-2820м под эксплуатационную колонну предлагается использовать ингибированный буровой раствор.

Ингибирующие растворы предназначены для бурения скважин в глинистых и глиносодержащих породах, теряющих устойчивость, и способных к диспергированию при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе. Компонентный состав ингибирующего раствора для бурения интервала 1550-2820м под эксплуатационную колонну представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Компонентный состав ингибирующего бурового раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	1
Кальцинированная сода	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30
Ectablock GLA	Ингибитор	Подавление гидратации и набухания глинистых пород	50
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Противосальниковая добавка	0,8
Биолуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	5
ДЭМ ВС-107 стандарт 2	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 23.

Таблица 23 – Технологические показатели полимер-глинистого бурового раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1071
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 24, 25, 26.

Таблица 24 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	Бурение	0,214	0,024	Периферийная	5	11,1	94,5	281,2
Под кондуктор									
90	600	Бурение	0,314	0,038	Периферийная	5	12	80,9	198,1
Под техническую колонну									
600	1550	Бурение	0,723	0,081	Периферийная	7	11,1	81,5	231,9
Под эксплуатационную колонну									
1550	2820	Бурение	0,865	0,084	Периферийная	6	9	84	143,1

Таблица 25 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	90	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	85	82	22,86	45,72
90	600	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	85	82	22,86	45,72

Продолжение таблицы 25

600	1550	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	85	99	27,6	55,2
1550	2820	Бурение	УНБТ-1180	1	0,9	170	247,5	85	115	32,06	32,06

Таблица 26 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	90	Бурение	76,2	61,5	0	4,5	0,2	10
90	600	Бурение	78,2	43,3	0	21,5	3,4	10
600	1550	Бурение	210	42	56,5	78,8	22,7	10
780	1760	Бурение	246,4	44,6	25	95,1	71,7	10

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2760-2785 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 27 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2760-2785	КИ 7.1. 195/100	2-5	60-120	18-25

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу Исходные данные к расчету представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1870
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	880	Глубина скважины, м	2820
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1050	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	800
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1880

Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38, 41, 42].

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2,3 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

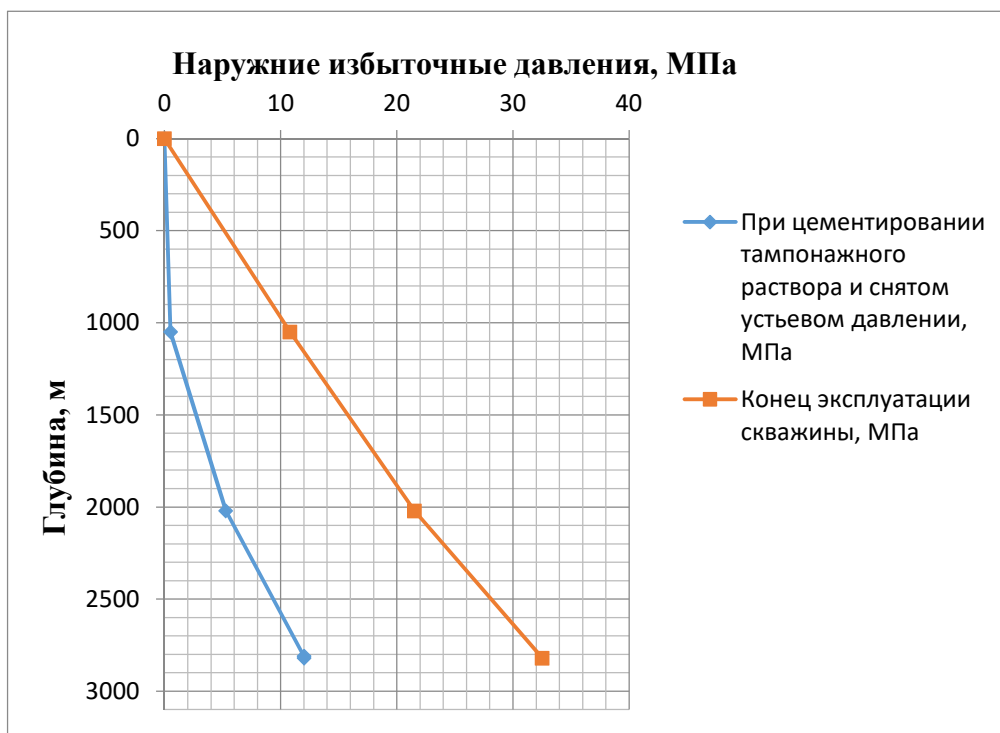


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [42].

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (4)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунки 4 и 5.



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений в ЭК

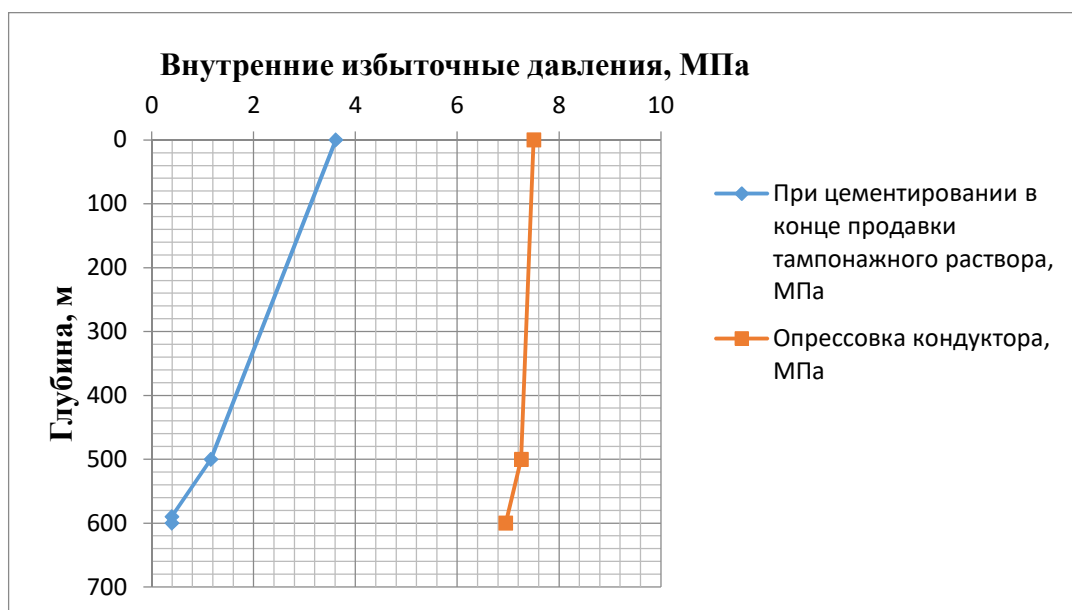


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений в Кондукторе

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	НОРМКА	Д	10	90	104,4	9396	9396	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	600	67	40200	40200	0-600
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	11,1	1550	64,4	99820	99820	0-1550
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	12,7	1220	51,3	62586	123706	1600-2820
2	ОТТМ	Д	9,2	1600	38,2	61120		0-1600

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировании эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл} , мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 426	БКМ-426	90	90	1	1
	ЦКОД -426	80	80	1	1
	ЦПЦ-426/490	0	90	4	4
	ПРП-Ц-426	80	80	1	1
Кондуктор, 324	БКМ-324	600	600	1	1
	ЦКОД -324	590	590	1	1
	ЦПЦ-324/393	0	90	6	22
		90	600	16	
	ПРП-Ц-324	590	590	1	1
Техническая колонна, 244,5	БКМ-245	1550	1550	1	1
	ЦКОД -245	1540	1540	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	600	15	42
		600	1550	27	
	ПРП-Ц-245	1540	1540	1	1
Эксплуатационная, 177,8	БКМ-178	2820	2820	1	1
	ЦКОД -178	2810	2810	1	1
	ЦПЦ-178/220	0	1550	34	78
		1550	2820	44	
	ПРП-Ц- 178	2810	2810	1	1
	ЦТ-178/220	0	2820	22	22

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (5)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$3,666 + 39,765 \leq 0,95 * 47,01$$

$$43,425 \leq 44,66$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 31 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 31 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, т
Буферная жидкость	6,54	1050	...	МБП-СМ	...
Продавочная жидкость	50,81	1000
Облегченный тампонажный раствор	19,91	1500	15,05	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	13,94
				НТФ	0,603
Нормальной плотности тампонажный раствор	18,045	1870	20,71	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	19,17
				НТФ	0,764

2.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (6)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 17,18 / 0,8 = 21,475$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{сyx} / G_б, \quad (7)$$

$G_б$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

В случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 19,17 / 13 = 1,47 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

- Для облегченного

$$m = 13,94 / 10 = 1,39 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

$$V_в = 15,05 + 20,71 = 35,76 > 10 \text{ м}^3 \text{ следовательно применяем 2 УСО-20.}$$

ЦА-320 берем бшт., по одному на каждую УС-6-30 и по 2 на каждую УСО-20.

- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 8.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (8)$$

$$\rho_{ж.г.1} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,10) \cdot 10183162}{9,8 \cdot 1005} = 1137 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{ж.г.2} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 16718625}{9,8 \cdot 1650} = 1086 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{ж.г.3} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 16597035}{9,8 \cdot 1638} = 1086 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{ж.г.4} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 26648475}{9,8 \cdot 2630} = 1086 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{ж.г.5} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 27560400}{9,8 \cdot 2720} = 1086 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{ж.г.6} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 27965700}{9,8 \cdot 2760} = 1086 \text{ кг/м}^3$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 V_{\text{внэк.}} = 2 \cdot 54,13 = 108,26 \text{ м}^3 \quad (9)$$

где, $V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 30 внесены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
25	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73У	20	Один спуск (максимальная длина перфоратора 150м)

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах ИПТ-127.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	97,34	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 97,34$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	123,7	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 123,7$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	160,81	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/160,81 = 1,24 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

Выбираем буровую установку МБУ 3200/200 ДЭР.

3 Технология Logging While Drilling (LWD)

За последние годы в бурении многое значительно изменилось. Из года в год происходят следующие изменения: сложность работ увеличивается, Каждый год происходят изменения: повышается сложность работ, а требования к промышленной и экологической безопасности растут в геометрической прогрессии. Таким образом, использование новых методов телеметрии обретает все большее значение на рынке буровых технологий – исходя из получаемой с них информации, становится возможным построение фактической и прогнозируемой траектории скважин. В конечном итоге это влияет на увеличение рейсовой проходки и точность попадания в цель, что напрямую влияет на затраты на бурение и дальнейший дебит скважины.

Главным фактором прогрессирования телеметрических систем (MWD) и каротажа во время бурения (LWD) является стремительное развитие горизонтального бурения и сложных условий бурения. Удлинение горизонтальных участков, особенно при высоком отношении количества проектируемых скважин на объект, в регионах со сложной геологией или на менее мощных пластах, требует высококачественных, высокоточных телеметрических систем с возможностью быстрой и точной регулировки во время бурения.

За последние годы объем горизонтального бурения увеличился более чем в три раза, и по прогнозам аналитиков к 2025 году на горизонтальное бурение будет приходиться более 50% от общего объема буровых работ.

По мнению аналитиков RPI (RPI – российская компания, специализирующаяся на предоставлении информационных и консультационных услуг по вопросам развития топливно-энергетического комплекса стран бывшего СССР и Восточной Европы с 1992 года.), процент

горизонтального бурения продолжит увеличиваться. С 11% в 2010 году он достиг 43% в 2018 году, а к 2030 году может увеличиться до уровня 50%.

Комплексы геофизических исследований проводятся практически на всех скважинах на сегодняшний день. Ключевой задачей геофизических исследований является получение данных для:

- оценки технического состояния ствола скважины: определение диаметра скважины, толщины глинистой корки, каверн, желобов, сальников, сопротивления бурового раствора, пространственного положения ствола скважины и её забоя;
- размещения пород-коллекторов в разрезе скважины, определение начальной, текущей, остаточной нефтенасыщенности, определение ВНК, ГНК, оценка характера притока;
- производства прострелочно-взрывных работ в скважинах с целью проведения перфорации колонны, интенсификации притоков и ликвидации технологических браков;
- стратиграфического и литологического дифференцирования и корреляции исследуемого геологического разреза;
- сопровождения и определения качества испытания скважин;

Время на анализ геологической информации значительно сокращают исследования скважин в процессе бурения LWD (logging while drilling). Это происходит за счет уменьшения зоны проникновения фильтрата бурового раствора в структуру пласта-коллектора, что позволяет сократить время его освоения и, что особенно важно, при разработке маломощных пластов, осуществления геонавигации ствола скважины в соответствии со структурой пласта. Геофизические исследования в открытом стволе, продолжительностью до 48 часов в цикле бурения скважины, можно оптимизировать за счет правильной организации геофизических операций в общем цикле бурения скважины: операции по шаблонировке ствола скважины можно комбинировать в зависимости от типа ГИС (на кабеле или на трубах), чтобы избежать лишних

СПО (спуско-подъёмных операций). Однако, максимальный эффект дает замена стандартных комплексов ГИС высокотехнологичными приборами каротажа в процессе бурения (LWD).

Приборы LWD устанавливаются как часть компоновки низа бурильной колонны и позволяют записывать полный каротажный комплекс, а также имидж (графическая развёртка ствола скважины) в процессе бурения, а также отправлять полученные данные на блок приема и расшифровки данных на поверхности в реальном времени. Преимущество данного метода над стандартными комплексами геофизических исследований бесспорно: уменьшение потраченного времени на ГФР, исключение рисков аварий и недохождения приборов при геофизических исследованиях, управление траекторией скважины на основании геологических онлайн данных.

Системы LWD служат для обеспечения проводки скважины по проектной траектории, осуществляя контроль искривления, геологии, насыщения и оперативного управления бурением.

Системы LWD используются при:

- бурении скважин с высокой точностью попадания в цель;
- бурении скважин в нефтеносные пласты с подошвенной водой и пласты с газовой шапкой;
- бурении горизонтальных скважин;
- глушении открытых фонтанов;
- бурении в обход осложненных зон;
- вскрытии резкопадающих пластов;
- бурении боковых стволов.

Достоинства системы LWD:

- высокая точность проводки траектории скважины;
- определение характеристик пористости вскрываемых коллекторов;
- оперативный технологический контроль режимов бурения;

- оперативная корректировка траектории ствола скважины в процессе бурения;
- оперативное определение характера насыщения вскрываемых пластов;
- быстрая оценка литологии пород, на основании естественного гамма-фона.

Телесистема LWD ЛУЧ-172

Рассмотрим системы LWD на примере отечественного оборудования ЛУЧ-172 и компании ПАО «Сургутнефтегаз» где данная система применяется на сегодняшний день.

Отечественная телеметрическая система LWD ЛУЧ-172 производства ООО НПП ГА «ЛУЧ» (г.Новосибирск) разработана по техническому заданию ПАО «Сургутнефтегаз», предназначена для проведения геофизических исследований (геонавигации) в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Телеметрическая система LWD ЛУЧ-172 состоит из отдельных модулей и включает в себя 5 методов геофизических исследований:

- нейтрон-нейтронный каротаж (определение «водородной» пористости горных пород);
- инклинометрия (информация в процессе бурения о зенитном угле и азимутальном направлении ствола скважины, положение угла установки отклонителя);
- гамма-каротаж (измерение естественной радиоактивности горных пород);
- гамма-гамма плотностной каротаж (определение объемной плотности горных пород);
- многозондовый высокочастотный индукционный каротаж ВИКПБ (измерение кажущегося удельного сопротивления пласта).

По заключению специалистов треста «Сургутнефтегеофизика» и Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» информативности комплекса геофизических исследований, выполняемого телесистемой LWD ЛУЧ-172 в

процессе бурения скважины, достаточно для выдачи заключения о фильтрационно-емкостных свойствах вскрытых интервалов коллекторов и характере их насыщения в соответствии с нормативными документами ПАО «Сургутнефтегаз».

Гамма-гамма плотностной каротаж (модуль ГГКП) предназначен для определения объемной плотности горных пород в разрезах нефтегазовых скважин. Источник излучений цезий-137;

Многозондовый высокочастотный индукционный каротаж (ВИКПБ) Предназначен для измерения кажущегося удельного сопротивления с помощью шести электромагнитных зондов Рабочие частоты зондов 0,875 и 3,5 МГц Рабочая температура до 150 °С

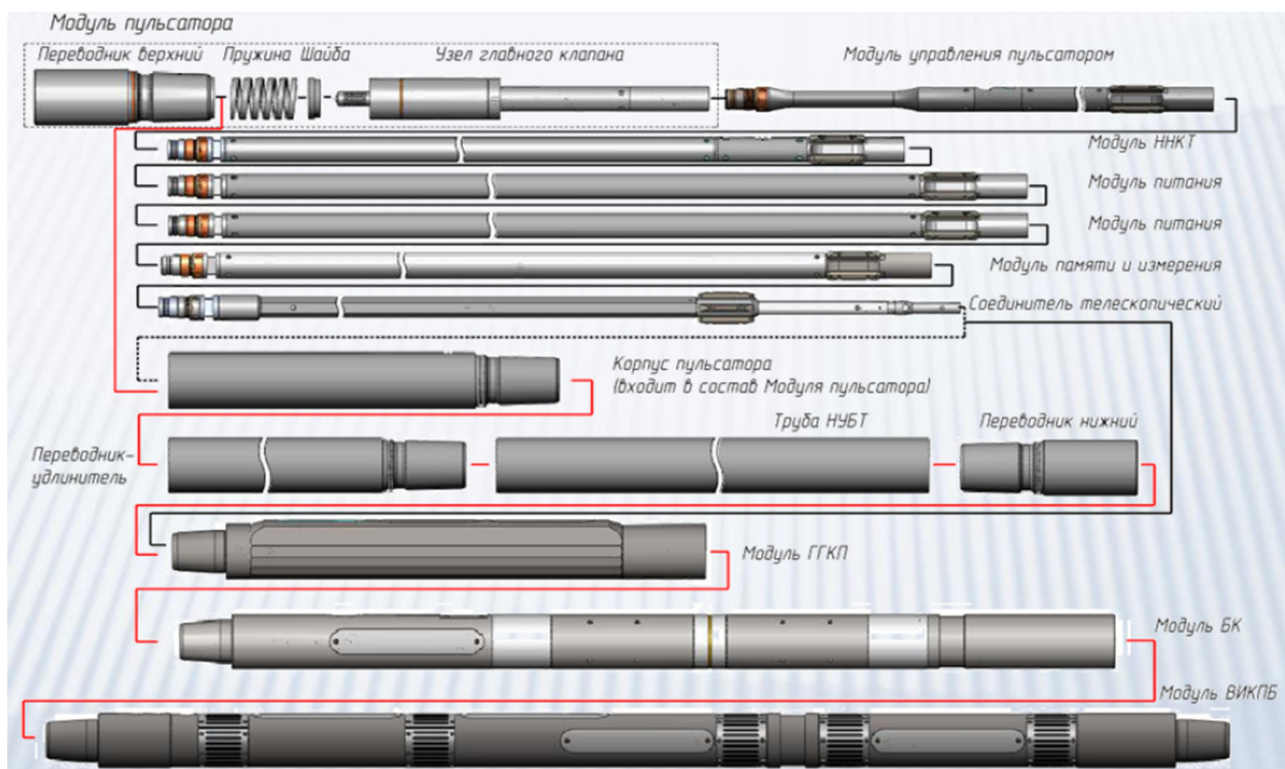


Рисунок 7 – Состав телеметрической системы LWD ЛУЧ-172

Модуль памяти и измерения (МПИ) выполняет следующие функции:

- инклинометрия (информации в процессе бурения о зенитном угле и азимутальном направлении ствола скважины, положение установки угла отклонителя);
- гамма-каротаж (измерения естественной радиоактивности горных пород);
- пород);

- управление режимами работы всех модулей телесистемы;
- передача данных модулю управления пульсатором для трансляции
- данных по гидравлическому каналу на дневную поверхность.

Модуль нейтрон-нейтронного каротажа (ННКТ). Предназначен для определения «водородной» пористости горных пород методом компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа на тепловых нейтронах. В качестве источника излучения используется ИБН 5-7 устанавливаемый в контейнер.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2820
Способ бурения:	
- под направление и кондуктор	Роторный
- под техническую и эксплуатационную колонны	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 426 мм на глубину 90 м
- кондуктор	d 323,9 мм на глубину 600 м
- техническая колонна	d 244,5 мм на глубину 1550 м
- эксплуатационная колонна	d 177,8 мм на глубину 2820 м
Буровая установка	МБУ 3200/200 ДЭР
Оснастка талевой системы	5*6
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-1180 – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-90 м	45,72
- в интервале 90-600 м	45,72
- в интервале 600-1550 м	55,2
- в интервале 1550-2820 м	32,06

Продолжение таблицы 34

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 229мм 8 м, d 203мм 24 м, d 178мм 66 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 600-1550 м	Д-240.5.50 IDT
- в интервале 1550-2820 м	Д-172.9.23 IDT
- при отборе керна	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,027	1000
2	90	600	510	0,029	6000
3	600	1550	950	0,032	6000
4	1550	2820	1270	0,036	2000

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые».

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (10)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 90 * 0,027 = 2,43 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты

представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,027	2,43
510	0,029	14,79
950	0,032	30,4
1270	0,036	45,72
Итого		93,34

Далее производится расчет нормативного количества долот n .

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (11)$$

где $П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 90 / 1000 = 0,090.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	Количество долот (n)
90	1000	0,090
510	6000	0,085
950	6000	0,158
1270	2000	0,635
Итого на скважину:		0,968

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;

- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{\text{СПО}}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (12)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад и составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $4 * 1 = 4$ мин;
- кондуктор: $22 * 1 = 22$ мин;
- техническая колонна: $42 * 1 = 42$ мин;
- эксплуатационная колонна: $78 * 1 = 78$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 8 ч, промежуточной колонны – 16ч, эксплуатационной колонны – 24 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (13)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 90 - 0,3 = 89,7 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (14)$$

Для направления:

$$L_T = 90 - 17 = 73 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (15)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 73 / 25 = 2,92 \approx 3 \text{ шт}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{напр}} = 3 * 2 + 5 = 11 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 600 - 12 = 588 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 600 - 17 = 583 \text{ м;}$$

$$N = 600 / 25 = 24 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 24 * 2 + 5 = 53 \text{ мин.}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 1550 - 12 = 1538 \text{ м;}$$

$$L_H = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 1550 - 17 = 1533 \text{ м};$$

$$N = 1550 / 25 = 62 \text{ шт};$$

$$T_{\text{э.к.}} = 62 * 2 + 5 = 129 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2820 - 12 = 2808 \text{ м};$$

$$L_H = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 2820 - 17 = 2803 \text{ м};$$

$$N = 2820 / 25 = 112,8 \approx 113 \text{ шт};$$

$$T_{\text{э.к.}} = 113 * 2 + 5 = 231 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления, кондуктора и технической колонны определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 11 + 53 + 129 + 231 + 4 * (7 + 17 + 42) = 688 \text{ мин} = 11,47 \text{ ч}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 170,33 часов или 7,09 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 5,23 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$170,33 * 0,052 = 8,86 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 170,33 + 8,86 + 25 = 204,2 \text{ ч} = 8,5 \text{ суток}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 38.

Таблица 38 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	2
Бурильщик 7 разряда (руководитель вахты)	4
Бурильщик 7 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда (первый)	4
Помощник бурильщика 5 разряда (второй)	4

Продолжение таблицы 38

Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	4
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 39.

Таблица 39 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ											
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вышкомонтажные работы											
Буровые работы											
Освоение											

Условные обозначения к таблице 39:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Расчёт заработной платы

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера.

При проведении операций по бурению скважины на кустовой площадке присутствуют Бурильщик, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, и

лаборант, а так же ответственные за проведение работ: мастер буровой, помощник мастера бурового и инженер по бурению. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 12 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, ежемесячная премия в размере 70 %.

Надбавку за вахтовый метод работы в размере и порядке, установленными законодательством или (при отсутствии установленных законодательством) коллективным, трудовым договором, локальным актом работодателя;

Районный коэффициент и процентные надбавки к заработной плате лицам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов (в порядке и размерах, установленных для соответствующих районов/местностей); согласно статье 302 ТК РФ

Пример расчета заработной платы при оплате оклада:

$$O + П + НВМ = ЗП \quad (16)$$

где, О – оклад, руб;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

$$32500 + (32500 * 70\%) + (32500 * 16\%) = 60450, \text{ руб}$$

Пример расчета заработной платы при оплате по часовой тарифной ставке:

$$(ТФ * Ч) + П * (ТФ * Ч) + НВМ * (ТФ * Ч) = ЗП \quad (17)$$

где, ТФ – тарифная ставка, руб/1 час;

Ч – кол-во отработанных часов, час;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

$$107 * 336 + ((107 * 336) * 70\%) + ((107 * 336) * 16\%) = 66870,7, \text{ руб}$$

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 40.

Таблица 40 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Оклад/тарифная ставка, руб.	Оплата оклада/тарифной ставки за отработанные часы, руб	Премия	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Буровой мастер	1	32500	32500	22750	5200	60450
Помощник мастера бурового	1	27750	27750	19425	4440	51615
Инженер по бурению	4	20500	20500	14350	3280	38130
Бурильщик 7 разряда (руководитель вахты)	4	107	35952	25166,4	5752,3	66870,7
Бурильщик 7 разряда	4	102	34272	23990,4	5483,5	63745,9
Помощник бурильщика 5 разряда	8	80	26880	18816	4300,8	49996,8
Электромонтёр 6 разряда	4	93	31248	21873,6	4999,7	58121,3
Слесарь 6 разряда	4	93	31248	21873,6	4999,7	58121,3
Лаборант	2	18320	18320	12824	2931,1	34075,2
ИТОГО				181069	41387,1	481126,2

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$\text{ЗП} \times 30\% = \text{СС} \quad (18)$$

где, СС – отчисление для социального страхования.

Пример расчета отчислений для социального страхования:

Буровой мастер – $60450 \times 30\% = 18135$ руб;

Помощник мастера – $51615 \times 30\% = 15484,5$ руб;

Инженер по бурению – $38130 \times 30\% = 11439$ руб;

Бурильщик 7 разряда (р) – $66870,7 \times 30\% = 20061,2$ руб;

Бурильщик 7 разряда – $63745,9 \times 30\% = 19123,8$ руб;

Помощник бурильщика 5 разряда – $49996,8 \times 30\% = 14999$ руб;

Электромонтер 6 разряда – $58121,3 \times 30\% = 17436,4$ руб;

Слесарь 6 разряда – $58121,3 \times 30\% = 17436,4$ руб;

Лаборант – $34075,2 \times 30\% = 10222,6$ руб.

Итого на отчисления социальных страхований необходимо потратить 144 337,9 рублей.

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (19)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (20)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года,

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и

крепление приведены в приложении В.2, В.3

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направление	0,54	4,6	0,034
Кондуктор	21,12	15,35	0,63
Техническая колонна	36,54	29,67	1,24
Эксплуатационная колонна	49,78	41,62	1,73
Крепление:			
Направление	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	30,24	1,26
Техническая колонна	48,68	47,52	1,98
Эксплуатационная колонна	54,33	51,13	2,13
Итого	273,55	241,97	10,08

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (21)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{сно}}), \quad (22)$$

где $T_{\text{сно}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (23)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (24)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (25)$$

где C_{clm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 42.

Таблица 42 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2820
Продолжительность бурения, сут.	3,89
Механическая скорость, м/ч	30,2
Рейсовая скорость, м/ч	27,9
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	18803
Проходка на долото, м	705
Стоимость одного метра, руб	149562

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016

года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Красноярского края этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95

5. Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;

- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При организации рабочих мест безопасность работников должна обеспечиваться:

- защитой работников от опасности, создаваемой движущимися частями технологического оборудования, изделиями, заготовками и материалами, отлетающими частицами обрабатываемого материала и брызгами смазочно-охлаждающих жидкостей;
- соблюдением требований безопасной эксплуатации подъемных сооружений, кранов-манипуляторов, кранов-трубоукладчиков, подъемников с рабочими платформами, строительных подъемников, лифтов, паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды, установок газового оборудования;
- рациональным размещением технологического оборудования в производственных помещениях и вне их и обеспечением безопасного расстояния между оборудованием и стенами, колоннами, безопасной ширины проходов и проездов.

Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78: рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество; рабочий стул должен иметь дизайн, исключающий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте; рабочее место должно соответствовать техническим требованиям и санитарным нормам.

Размерные соотношения на рабочем месте при работе стоя строятся с учетом того, что рост мужчин и женщин в среднем отличается на 11,1 см, длина вытянутой в сторону руки – на 6,2 см, длина вытянутой вперед руки – на 5,7 см, длина ноги – на 6,6 см, высота глаз над уровнем пола – на 10,1 см. На рабочем месте в позе сидя различия в размерных соотношениях у мужчин и женщин выражаются в том, что в среднем длина тела мужчин на 9,8 см и высота глаз над сиденьем на 4,4 см больше, чем у женщин.

На формирование рабочей позы в положении сидя влияет высота рабочей поверхности, определяемая расстоянием от пола до горизонтальной поверхности, на которой совершаются трудовые движения. Оптимальная рабочая поза при работе сидя обеспечивается также конструкцией стула: размерами, формой, площадью и наклоном сиденья, регулировкой по высоте. Основные требования к размерам и конструкции рабочего стула в зависимости от вида выполняемых работ приведены в ГОСТ 12.2.032–78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

Работа стоя целесообразнее при необходимости постоянных передвижений, связанных с наладкой и настройкой оборудования. Однако при этом повышается нагрузка на мышцы нижних конечностей, увеличиваются энергозатраты. Работа в позе сидя более рациональна и менее утомительна, т. к. уменьшается высота центра тяжести над площадью опоры, повышается устойчивость тела, снижается напряжение мышц. В положении сидя обеспечивается возможность выполнять работу, требующую точности движения. Но в этом случае могут возникать застойные явления в органах таза, затруднение работы органов кровообращения и дыхания. ГОСТ 12.2.033–78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Категория работ — по ГОСТ 12.1.005—76.

Производственная безопасность

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные

производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 43.

Таблица 43 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проходка скважины: 1. Механическое бурение; 2. Спускоподъемные операции; 3. Сборкаразборка КНБК 4. Приготовление и обработка бурового раствора; 5. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их; 6. Обслуживание и ремонт оборудования буровой установки;	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышение уровней вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми;	1. Движущиеся машины и механизмы; Подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Пожаро и взрывоопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте.	ГОСТ 12.1.003–83 [2] ГОСТ 12.1.007–76 [3] ГОСТ 12.1.012-2004 [4] ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.2.003-91 [6] СП 52.13330.2011 [7] СНиП 2.04.05-91 [8] МР 2.2.7.2129-06 [9] ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] ГОСТ 12.1.029-80 [11] ГОСТ 12.1.005-88 [12] РД 10-525-03 [13] ГОСТ 12.3.003-86 [14] РД 34.21.122-87 [15]

5.2 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому

региону. Для Тюменской области (II климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°C и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, при этом число 10 минутных перерывов для обогрева составляет 6 за смену.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м2. Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

5.2.2 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] и ГОСТ 12.1.029-80 [11] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

5.2.3 Превышение уровней вибрации

Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве

индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать 0,4 м/с² для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

5.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля загазованности среды используют специальные приборы – газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.

«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91

«Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются

«Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

5.2.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей, одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей.

Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а манжеты рукавов плотно прилегать к руке. Ворот рубашки и брюки должны иметь застежки типа «молния», под которую не может заползти клещ. На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке.

Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики.

5.3 Анализ опасных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия.

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например, переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные (кожухи, щиты), предохранительные (противозатаскиватель) и тормозные (ленточный тормоз) устройства.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

5.3.2 Электрический ток

Проявление фактора возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

5.3.3 Пожар и взрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления (ГНВП), или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года), должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям, представленным в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности».

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его

воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м³. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. %;
- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторкратное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

5.4 Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

5.4.1 Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных (пыль, туман, дымы) и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

5.4.2 Влияние на гидросферу.

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружать водоотводы, накопители и отстойники,
- очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,
- создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

5.4.3 Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в

почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО,
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи:

«Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметизировать канал буровых труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает, вымыв флюида (процесс удаления из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым БР).

Вывод по разделу

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2820 м на газовом месторождении (Красноярский край). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны. Из экономических соображений и в связи с горно-геологическими условиями проектируется спуск технической колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны выбраны РДС долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается за счет жесткости низа бурильной колонны с помощью УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типоразмеры и количество долотных насадок, режимы работы насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями при бурении под направление был спроектирован бентонитовый буровой раствор. При бурении под кондуктор и техническую колонну был спроектирован полимер-глинистый буровой раствор. Под бурение эксплуатационной колонны был выбран ингибированный буровой раствор, который эффективно применяется в диспергирующих пластах.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

Расчет обсадных колонн на прочность позволило подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем, чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности металла Е. В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы с соединительными резьбами НОРМКА (направление) и ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах ИПТ-127.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-177,8х323,9 К1 ХЛ, ОП5-280/80х35, АФ6-80/65х35..

Для проведения работ выбрана буровая установка МБУ 3200/200 ДЭР, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Была подробно рассмотрена технология Logging While Frilling, на примере системы ЛУЧ-172 отечественного производства. Технологии LWD помогают сократить время строительства скважины за счет исключения геофизических исследований (окончательного каротажа).

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические

решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Э.Е. Лукьянов, К.Н. Каюров, В.Н. Ульянов, В.Н. Еремин, Н.К. Каюров. Инновационный комплекс систем управления буровыми работами, 2020. – 644
5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 06.04.2021)
6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <https://legalacts.ru/doc/edinye-normy-vremeni-na-ispytanie-razvedochnykh-i> (дата обращения: 01.05.2021).
8. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
9. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об

индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

10. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

11. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

12. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

13. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

14. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

15. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

16. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

17. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

18. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

19. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

20. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

21. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

22. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

23. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

24. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

25. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

26. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

27. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

28. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

29. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

30. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

31. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

32. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

33. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

34. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

35. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

36. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

37. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

38. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, градус		Коэффициент кавернозности в интервале (линейный)
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	75	Четвертичная	Q	0°	-"-	1.2
75	505	Танамская	K ₂ ^{tn}	2°	-"-	1.2
505	540	Салпадаяхинская	K ₂ ^{sp}	2°	-"-	1.2
540	905	Насоновская	K ₂ ^{ns}	2°	-"-	1.2
905	1000	Дорожковская	K ₂ ^{dr}	2°	-"-	1.3
1000	1350	Долганская	K ₁ ^{dl}	2°	-"-	1.2
1350	1895	Яковлевская	K ₁ ^{jak}	2°	-"-	1.2
1895	2040	Малохетская	K ₁ ^{mch}	2°	-"-	1.2
2040	2570	Суходудинская	K ₁ ^{cd}	2°	-"-	1.2
2570	2912	Нижнехетская	K ₁ ^{nch}	2°	-"-	1.3

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	75	Пески	50	желтовато-серые, серые
			Супеси	30	желтовато-серые
			Суглинки	10	желтовато-бурые
			Глины	10	темно-серые
K ₂ ^{tn}	75	505	Алевриты	50	светло-серые слюдистые
			Пески	25	плотные желтовато-серые, серые
			Глины	25	темно-серые, зеленовато-серые
K ₂ ^{sp}	505	540	Глины	60	темно-серые, зеленовато-серые
			Алевриты	20	светло-серые, слюдистые
			Пески	20	желтовато-серые, плотные, мелкозернистые, глинистые
K ₂ ^{ns}	540	905	Алевриты	60	серые, серо-зеленые плотные
			Пески	20	серые
			Глины	20	темно-серые
K ₂ ^{dr}	905	1000	Глины	50	темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые
			Алевриты	50	серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые
K ₁ ^{dl}	1000	1350	Песчаники	40	серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, косослоистые
			Алевролиты	30	зеленовато-серые, кварцполевошпатовые реже аркозовые.
			Аргиллиты	30	зеленовато-серые, кварцполевошпатовые реже аркозовые.
K ₁ ^{jak}	1350	1895	Песчаники	45	серые, желтовато-серые, мелкозернистые
			Аргиллиты	25	углистые, темно-серые, зеленовато-серые тонкослоистые, плитчатые
			Алевролиты	25	серые тонкозернистые, плотные, массивные
			Угли	5	бурые

Продолжение таблицы А.2

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
K_1^{mch}	1895	2040	Песчаники	35	светло-серые, мелко-среднезернистые, каолинитизированные, слабоцементированные
			Алевролиты	30	серые, тонкозернистые, плотные, массивные
			Аргиллиты	30	темно-серые, плотные, тонкослоистые, плитчатые
			Угли	15	бурые
K_1^{cd}	2040	2570	Песчаники	40	серые, темно-серые, мелко-среднезернистые, глинистые, местами известковистые
			Алевролиты	30	серые, темно-серые, плотные, сильно песчанистые
			Аргиллиты	30	темно-серые, плотные
K_1^{nch}	2570	2912	Аргиллиты	35	переслаивание аргиллитов и алевролитов темно-серых, плитчатых,
			Алевролиты	35	тонкослоистых, слюдистых, слабопесчанистых
			Песчаники	30	серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до				
1	2	3	4	5	6	8
K ₂ ns	850	890	Поровый	1010	50	Не относится, хлорнатриевый
K ₁ dl	1100	1200	Поровый	1010	307,2	Не относится, хлорнатриевый
K ₁ jak	1690	1700	Поровый	1010	15	Не относится, хлорнатриевый
K ₁ cd	2375	2385	Поровый	1010	15	Не относится, хлорнатриевый
K ₁ nch	2800	2823	Поровый	1010	15	Не относится, хлорнатриевый

Таблица А.4 – Осложнения

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q- K2 tn	0	535	Обвал стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование	За счет растрескивания ММП
K1 dr	945	1050	Кавернообразование	При прохождении глинистых пород, их набухании и обваливании в следствии некачественного бурового раствора
K1 jak	1375	1875	Кавернообразование	
K1 cd	2075	2560	Сужение ствола	В интервалах поглощения за счет образования глинистой корки
K1 nch	2560	2912	Кавернообразование	В интервалах залегания глинистых пород, при их набухании и обваливании
Q- K2 tn- K2 sp	0	0	Поглощения бурового раствора	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K2 ns	580	580		
K1 dl	580	580		
K1 mch	945	945		
K1 cd	1050	1050		

Продолжение таблицы А.4

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
K2 ns	892	892	Газонефтево-допроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора с скорости спуско-подъемных операций, снижение противодавления на пласт
K1 dl	942	942		
K1 jak Як III-VII	1050	1050		
K1 jak Як III-VII	1087	1087		
K1 nch Hx I	1678	1678		
K1 nch Hx III-IV	1724	1724		
K1 nch Hx III-IV	1724	1724		

Приложение Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0-90 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–90 м)							
1	19 7/24” БТ41219SA- 026 (490,0 мм	0,42	490,0	—	3-171	Ниппель	0,160
2	Переводник П-152/171	0,52	229	122	3-171	Муфта	0,253
					3-152	Муфта	
3	ЦЛСР 432 М	2,5	432	100	3-152	Ниппель	0,408
					3-152	Муфта	
4	Переводник М-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,501
					3-171	Муфта	
5	УБТС-229	8	229	90	3-171	Ниппель	2,685
					3-171	Муфта	
6	УБТС-203	18	203	90	3-171	Ниппель	6,537
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-147/171	0,52	229	100	3-171	Ниппель	6,630
					3-147	Муфта	
8	КОБ-172РС	0,8	172	—	3-147	Ниппель	6,720
					3-147	Муфта	
9	Переводник П-133/147	0,52	172	100	3-147	Ниппель	6,760
					3-133	Муфта	
10	ПК-127х9,19	58	127	108,6	3-133	Ниппель	8,570
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90-600 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (90–600 м)							
1	15 1/2” БТ4819SA- 025 (393,7 мм)	0,42	393,7	—	3-171	Ниппель	0,100
2	Переводник П-152/171	0,52	229	122	3-171	Муфта	0,193
					3-152	Муфта	
3	КЛС 393,7 М	0,8	393,7	100	3-152	Ниппель	0,310
					3-152	Муфта	
4	Переводник М-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,403
					3-171	Ниппель	
5	Обратный клапан КОБ- 240РС	0,41	240	—	3-171	Ниппель	0,523
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-152/171	0,52	229	122	3-171	Ниппель	0,616
					3-152	Муфта	
7	КЛС 393,7 М	0,8	393,7	100	3-152	Ниппель	0,730
					3-152	Муфта	
8	Переводник М-171/152	0,52	229	122	3-152	Ниппель	0,823
					3-171	Муфта	
9	УБТС2-203	24	203	90	3-171	Ниппель	5,959
					3-171	Муфта	
10	Переводник П-147/171	0,52	203	100	3-171	Ниппель	6,009
					3-147	Муфта	
11	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	9,487
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	9,537
					3-133	Муфта	
13	ПК-127х9,19	547	127	108,6	3-133	Ниппель	26,585
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1550-2820 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1550-2820 м)							
1	11 5/8” БТ5916SMA-008 (295,3 мм)	0,40	295,3	—	3-152	Ниппель	0,055
2	Переводник М 152/171	0,52	229	122	3-152	Муфта	0,148
					3-171	Ниппель	
3	ЦЛ 295,3 С	1,18	295,3	120	3-171	Ниппель	0,206
					3-117	Ниппель	
4	Д-240.5.50 IDT	7,5	240	—	3-171	Муфта	2,356
					3-152	Муфта	
5	Переводник М 147/152	0,52	172	100	3-152	Ниппель	2,416
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 172РС	0,8	172	—	3-147	Ниппель	2,514
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	48	178	80	3-147	Ниппель	9,469
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	9,504
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,19	1491	127	108,6	3-133	Ниппель	56,045
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1550-2820 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1550-2820 м)							
1	8 11/16” БТ6816SMA-081 (220,7 мм)	0,30	220,7	—	3-117	Ниппель	0,030
2	Переводник М-117/133	0,355	140	78	3-117	Муфта	0,056
					3-133	Ниппель	
3	ЦЛС 220 С	1,6	220,7	90	3-133	Муфта	0,096
					3-133	Ниппель	
4	Переводник Н-133/117	0,525	140	78	3-133	Муфта	0,126
					3-117	Муфта	
5	Д-172.9.23 IDT	10	172	—	3-117	Муфта	1,626
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 172РС	0,8	178	—	3-147	Ниппель	1,720
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	66	178	80	3-147	Ниппель	11,283
					3-147	Муфта	
	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	11,313
					3-133	Муфта	
	ПК-127х9,19	2740	127	108,6	3-133	Ниппель	99,595
					3-133	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2760-2785 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (1751–1770 м)							
1	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	0,20	220,7	101,6	3-161	Муфта	0,020
2	КИ 7.1. 195/100	25	195	100	3-161	Ниппель	2,120
					3-161	Муфта	
3	Переводник П-147х161	0,5	203	80	3-161	Ниппель	2,160
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	5,637
					3-147	Муфта	
5	Переводник П- 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	5,677
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19	2735	127	108,6	3-133	Ниппель	91,063
					3-133	Муфта	

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	90	90	490,0	-	1,3	22,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=1,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=15$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,45$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1=44$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=84$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}}=33,5$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
90	600	510	393,7	373	1,3	91,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=6,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=56$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=2,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_{2*}=161,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=241,8$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}}=33,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2=208,3$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}}=88,4$
Тех. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
600	1550	950	295,3	306,9	1,2	119
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=8,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=55,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=4,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_{3*}=192,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=311,6$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}}=88,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=223,2$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев3}}=161,5$

Продолжение таблицы Б.6

Экспл. Колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <small>каверн.</small>	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1550	2820	1270	220,7	228,7	1,2	112,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 38,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_{4*} = 170,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 283,1$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 161,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_4 = 121,6$

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		Направление		Кондуктор		Тех.колонна		Экспл. колонна		Итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	65,35	3	170,49	7	218,92	9	242,51	10	697,27	28
Кальцинированная сода	25 (мешок)	81,68	4	243,56	10	312,74	13	242,51	10	880,50	36
Глинопопрошок	1000 (мешок)	5719	6	3653,35	4	3127,41	4	7275,45	8	19775,21	20
Барит	1000 (мешок)	10864,01	11							10864,01	11
Полиакриламид	25 (мешок)			121,78	5	93,82	4	485,03	20	700,63	29
ПАЦ НВ	25 (мешок)			36,53	2	31,27	2	1940,12	78	2007,93	81
DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			243,56	10	312,74	13			556,3	23
Биолуб	180 (Бочка)			1096,01	7	1407,33	8	1212,57	7	3715,91	21
Борсиликатный реагент	25 (мешок)			243,56	10					244,56	10
Ectablock GLA	25 (мешок)							12125,74	486	12125,74	486
ДЭМ ВС-107 стандарт 2	190 (бочка)							48,50	1	48,5	1

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-90	490	1000	10	24	0-90	0,0121	1,089
II	90-600	393,7	6000	11	24	90-100	0,0122	0,121
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
III	600-1550	295,3	6000	12	32	600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1550	0,0210	1,05
IV	1550-2820	220,7	2000	12	32	1550-1600	0,0210	1,05
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0258	2,58
						2600-2700	0,0260	2,60
						2700-2800	0,0261	2,61
						2800-2820	0,0263	0,526
Итого								56,976

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ смет- ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	79 581
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 059
3	1.3	Техническая рекультивация земель	11 963
Итого по подготовительным работам			93 603
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	180 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	10 371
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	14 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			207 944
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	203 929
9	3.2	Крепление скважины	231 877
Итого по бурению и креплению			435 806
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	70 017
11	4.2	Испытание объекта	41 960
12	4.3	Оборудование устья скважины	4 248
Итого по испытанию			116 225
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	60 723
Итого по промыслово-геофизическим работам			60 723
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16 283
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 410
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	31 374
Итого по разделу VI			51 067
ИТОГО прямых затрат по разделам I- VI			965 368
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	213 394
Итого по разделу VII			213 394

Продолжение таблицы В.2

Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	58 938
Итого по разделу VIII			58 938
ИТОГО с накладными и плановыми			1 178 762
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	231 660
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	41 604
21	9.3	Северные льготы 2,98%	28 177
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 418
23	9.5	Авиатранспорт	42 417
24	9.6	Транспортировка вахт	10 871
25	9.7	Перевозка вахт до г.Самара	19 574
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	5 000
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 050
28	9.10	Бурение скважины на воду	23 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	31 632
Итого прочих затрат и работ			441 403
ИТОГО по разделам I-IX			1 620 165
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	38 884
ИТОГО			1 659 049
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 318
Итого по подрядным работам			3 318
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 662 367
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			358 988 174
НДС 20 %			71 797 634
ВСЕГО с учетом НДС			430 785 808

Приложение Г

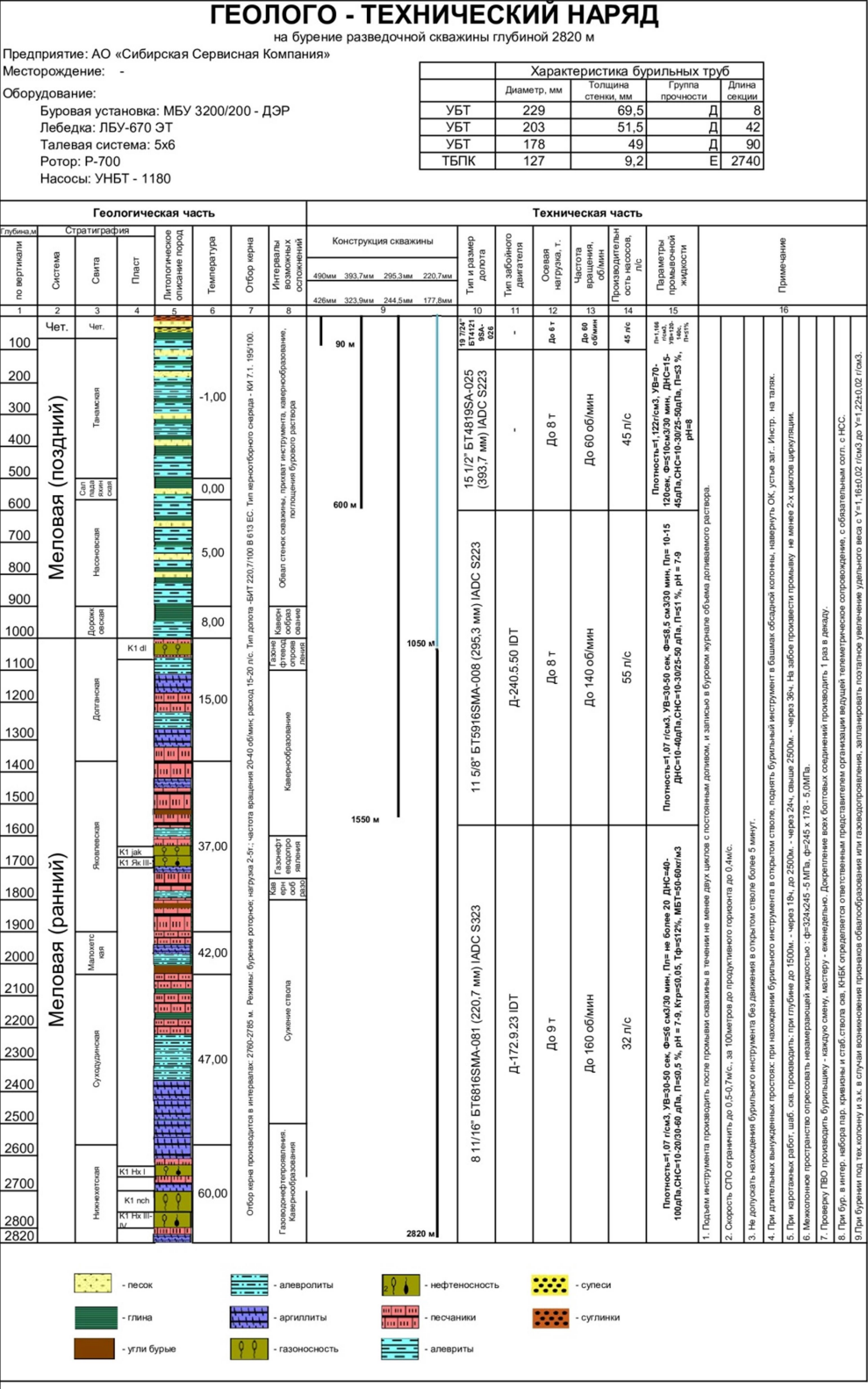


Рисунок Г.1 – Геолого-технический наряд